

З метою оцінки перспектив нафтоносності менілітових відкладів південно-східного блоку Верхньо-Масловецької структури запропоновано буріння пошукової свердловини 2-Верхньо-Масловецька з проектною глибиною 1800 м (рис.1). Це дасть можливість приростити геологічні ресурси нафти в обсязі 1 – 1,2 млн.т / 4 /.

Підсумовуючи, відзначимо, що в умовах обмежених асигнувань на пошукові роботи на нафту та газ економічно доцільним є реалізація допроектних робіт із залученням сучасних технологій переробки геофізичних матеріалів. Це дасть можливість суттєво уточнити структурні побудови по цільових сейсмічних горизонтах в межах Передкарпатського прогину та Складчастих Карпат, які будуть базовими для проектування і постановки пошукового буріння на перспективних об'єктах.

Література

1. Свириденко В.Г. Нерозвідані ресурси нафти і газу Західного регіону України як основа планування геологорозвідувальних робіт.// Нафта і газ України: Зб. наук. праць 5-ої Міжнар. конф. "Нафта-Газ-Україна-98". - Полтава, 1998. С.348.
2. Бударкевич М.Д. Зональний і локальний прогноз нафтогазоперспективних об'єктів в Карпатському регіоні та Волино-Поділлі.-Львів, 2001. С.73-84.
3. Войціцький М.Ю. Нові дані про геологічну будову внутрішньої зони Передкарпатського прогину та напрямки пошуку нафтогазових родовищ. //Тези допов. повідомлень наук.-практ. Конф. "Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України". -Львів,1995. С. 44-45.
4. План геофізичних робіт Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції на 2001-2002 роки і на перспективу до 2005 року. - Львів, 2000. С.20-22.

УДК 551.763:553.981 (477.8)

ОСОБЛИВОСТІ РОЗВИТКУ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВУГЛЕВОДНІВ В ЕОЦЕНОВИХ РЕЗЕРВУАРАХ (ДЕЛЯТИНСЬКА ДІЛЯНКА, НАДВІРНЯНСЬКИЙ НАФТОПРОМИСЛОВИЙ РАЙОН)

М.Я.Алексеева¹, В.П.Гнідець², К.Г.Григорчук², В.Я.Колос¹, О.С.Шерба²
¹ЦГТД ВАТ "Укрнафта", Україна, 04655, Київ-53, Кудрявський спуск., 21
²ІГГГК НАН України та НАК "Нафтогаз України", Україна, 79053,
Львів-53, вул.Наукова, 3а. E-mail: igggk@ah.ipm.lviv.ua.

На основании литогенетических исследований установлена блоковая специфика развития пород-коллекторов и резервуаров в эоценовых отложениях Делятинского участка Надворнянского нефтепромыслового района. Блоки отличаются количеством, объемом резервуаров и их внутренним строением. В ряде случаев прогнозируется развитие мощных субвертикальных зон трещиноватости, что обуславливает формирование единой флюидодинамической системы в объеме быстрицкого, выгодского и манявского резервуаров. В целом литофизическая структура эоценовой толщи приобретает мозаическое строение, когда менее проницаемые блоки поровых пород-коллекторов обрамляются высокопроницаемыми зонами. В таких случаях необходим индивидуальный подход при выборе методики проведения испытательных и эксплуатационных работ.

Of the lithogenetic investigations basis the eocene reservoir-rock development block specificity in the Deljatin atea of the Nadwirna oilexploration province. The blocks are differented by number, volume and internal reservoir structure. Thick subvertical fracture zones, connected Bystritsa, Vygodna and Manjave reservoirs, are prognosed in some blocks. On the whole the Eocene lithophysical structure become mosaic in structure, when less permeable porous reservoir-rocks are surrounded by high permeable zones. So the individual metodic approach to the testing and exploitaition are needed.

Важливе місце у виявленні нових перспективних та дорозвідці вже відомих нафтогазоносних зон займає вивчення характеру поширення порід-колекторів різного типу в межах осадових комплексів. На прикладі еоценових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району (Делятинська ділянка) показані результати такого роду досліджень. В основі останніх лежать літологічні побудови за даними літолого-петрографічного вивчення зразків порід та переінтерпретації результатів ГДС, що створює літогенетичне підґрунтя для літофізичного моделювання резервуарів.

Характер літологічної структури еоценових відкладів визначався як по площі (рис. 1), так і по профілю свердловин 20, 22, 19-Делятинська – 1-Прутецька – 1-Стеришорська – 7-Делятинська (рис.2).

За результатами вивчення поширення різних літологічних асоціацій в межах досліджуваної території спрогнозовано розвиток двох смуг підвищеної піскуватості еоценових відкладів (рис.1). Перша – тяжіє до блоку свердловин 22, 21, 10, 23-Делятинська; друга – до блоку свердловин 6, 7-Делятинська. Ці смуги облямовуються вузькими полями поширення піщано-алевролітових літологічних асоціацій. Такий тип розрізу підсічений лише свердловинами 19-Делятинська та 1-Стеришорська. Для нього характерні літофаціальні заміщення істотно піщаних горизонтів піщано-алевролітовими та алевролітовими. Вагоме зменшення ролі піщаних горизонтів і заміщення їх алевролітовими в районі свердловин 18, 20, 22-Делятинська спричинило існування тут істотно алевролітових літологічних асоціацій.

Модель літологічної структури еоценових відкладів по профілю (рис.2) досить виразно показує характер поширення і літофаціальні заміщення різних літологічних асоціацій.

В межах Делятинської ділянки осадові нашарування бистрицької світи характеризуються переважанням глинистих та алевро-глинистих літологічних асоціацій. При цьому максимального розвитку вони набувають в районі свердловин 19-Делятинська та 1-Прутецька. Лінзоподібні тіла істотно піщаних утворень

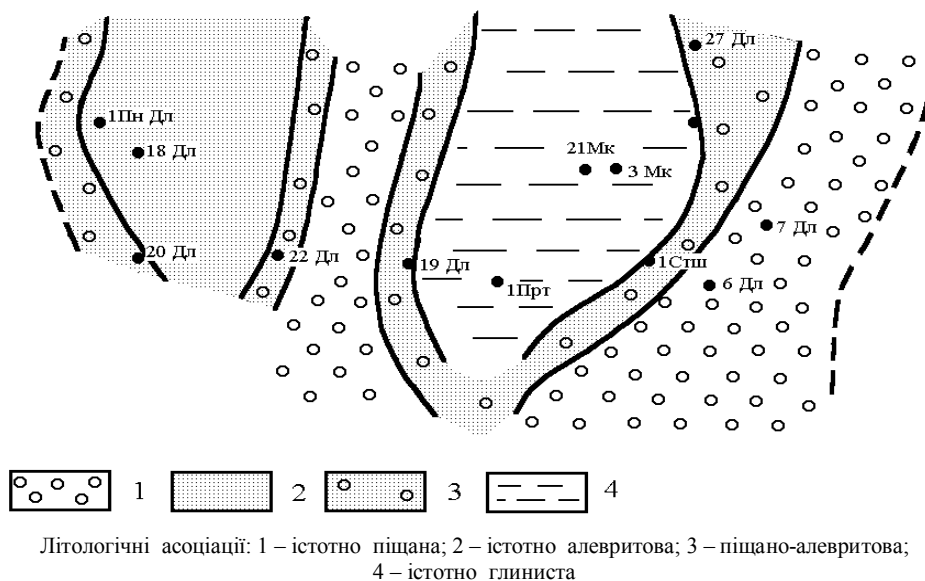


Рис. 1 Модель літологічної мінливості еоценових відкладів Делятинсько-Микуличинської ділянки.

спостерігаються у верхній частині світи в районі свердловин 19-Делятинська (потужність до 20 м), 22-Делятинська (потужність до 10 м). Найбільш збагачений алевроліто-піщаними та піщаними утвореннями розріз світи, розкритий свердловиною 1-Стеришорська. Тут, в середній її частині, розвинутий комплекс перешарування алевролітових, піщано-алевролітових, змішаних (глинисто-піщано-алевролітових) та піщаних утворень з сумарним коефіцієнтом алевро-піскуватості до 50-55%, в той час як в решті свердловин по профілю досягає заледве 20-30%. Довжина цих піщаних та алевро-піщаних тіл зазвичай не перевищує 4-6 км.

Найкраще літофаціальні заміщення виражені між свердловинами 20, 22, 21-Делятинська та 1-Прутецька, 1-Стеришорська, 7-Делятинська.

Керном охарактеризовані виключно відклади істотно глинистої літологічної асоціації (свердловини: 20-Делятинська, інт-ли 3495-3508, 3580-3581 м; 19-Делятинська, інт-ли 3733-3734, 3756-3762, 3769-3772 м; 7-Делятинська, інт-л 1170-1172 м). Породи складені, здебільшого, темно-сірими, міцними аргілітами, часто карбонатними; іноді спостерігаються тонкі (до 2 см) прошарки світло-сірих дрібнозернистих вапняковистих пісковиків та алевролітів.

Відклади вигодської світи вирізняються підвищеним вмістом в розрізі літологічних асоціацій піщаного та алевроліто-піщаного комплексів. Особливо це характерне для району свердловин 22,19-Делятинська та 1-Стеришорська. У напрямі свердловини 20-Делятинська спостерігається розщеплення піщаних тіл та їх фаціальне заміщення піщано-алевритовими, а далі – алевроліто-глинистими нашаруваннями. Потужність піщаних літмітів досягає поблизу свердловини 19-Делятинська 30-40 м. В розрізі свердловини 1-Стеришорська потужність верхнього істотно піщаного літміту збільшується до 60 м. Але далі на південний схід він швидко редукує і заміщується глинисто-карбонатними утвореннями, які в свердловині 7-Делятинська складають основну частину розрізу світи.



Літміти: 1 – істотно псамітовий; 2 – змішаний (аргіліт, алеврит, псаміт); 3 – істотно алевритовий; 4 – алевро-псамітовий, псамо-алевритовий; 5 – істотно глинистий.

Рис. 2 - Модель літологічної структури еоценових відкладів. Площа Делятинська

Необхідно відзначити наявність невеликих тіл (потужністю до 10 м, протяжністю 2-2,5 км) істотно алевролітового комплексу. Такі тіла локалізовані у верхній частині розрізу світи у свердловині 22-Делятинська, в середній частині - у свердловині 1-Стеришорська та в підшовній частині – у свердловині 20-Делятинська.

Недивлячись на переважання в розрізі піщаних та алевроліто-піщаних літмітів, керном охарактеризовані переважно глинисті породи (свердловини: 20-Делятинська, інт-ли 3586-3593,

3614-3619 м; 19-Делятинська, інт-ли 3905-3908, 3913-3918, 3953-3954 м). Вони представлені сіро-зеленими аргілітами слабослюдистими, невапнистими з прошарками темно-сірих вапнистих алевролітів, іноді дрібнозернистих вапнистих пісковиків. Лише у свердловині 7-Делятинська з інтервалу 1388-1435 м підняті темно-сірі дрібнозернисті невапнисті, іноді слабовапнисті пісковики місцями з прожилками кальциту.

Манявська світа в північно-західній частині профілю характеризується клиноформним типом будови розрізу з розвитком лінзоподібних тіл різних літологічних асоціацій. Зокрема в районі свердловини 22-Делятинська різко виклинюється. Делятинська у верхній частині світи виявлене тіло глинистої асоціації товщиною до 35 м, яке в напрямі свердловин 19 та 20-Делятинська різко виклинюється. В середній частині світи такий же характер поширення властивий потужній лінзі істотно алевролітових утворень товщиною до 35 м, яке в напрямі свердловин 19 та 20-Делятинська різко виклинюється. В середній частині світи такий же характер поширення властивий потужній лінзі істотно алевролітових утворень (товщина близько 40 м). В низах розрізу світи у цій же свердловині потужне тіло піщаного комплексу в напрямку свердловини 20-Делятинська різко виклинюється, а в протилежному – розщеплюється і дещо зменшується його потужність. У південно-східній частині профілю структура манявського розрізу більш однорідна: виділяються три пакки істотно псамітової асоціації, які розділені глинистими нашаруваннями.

Керном відклади манявської світи охарактеризовані у свердловинах 7, 19, 20-Делятинська. Це переважно сірі кварцові та глауконіт-кварцові пісковики як вапнисті, так і невапнисті; місцями вони досить окременілі (свердловина 19, інт-л 4139-4141 м).

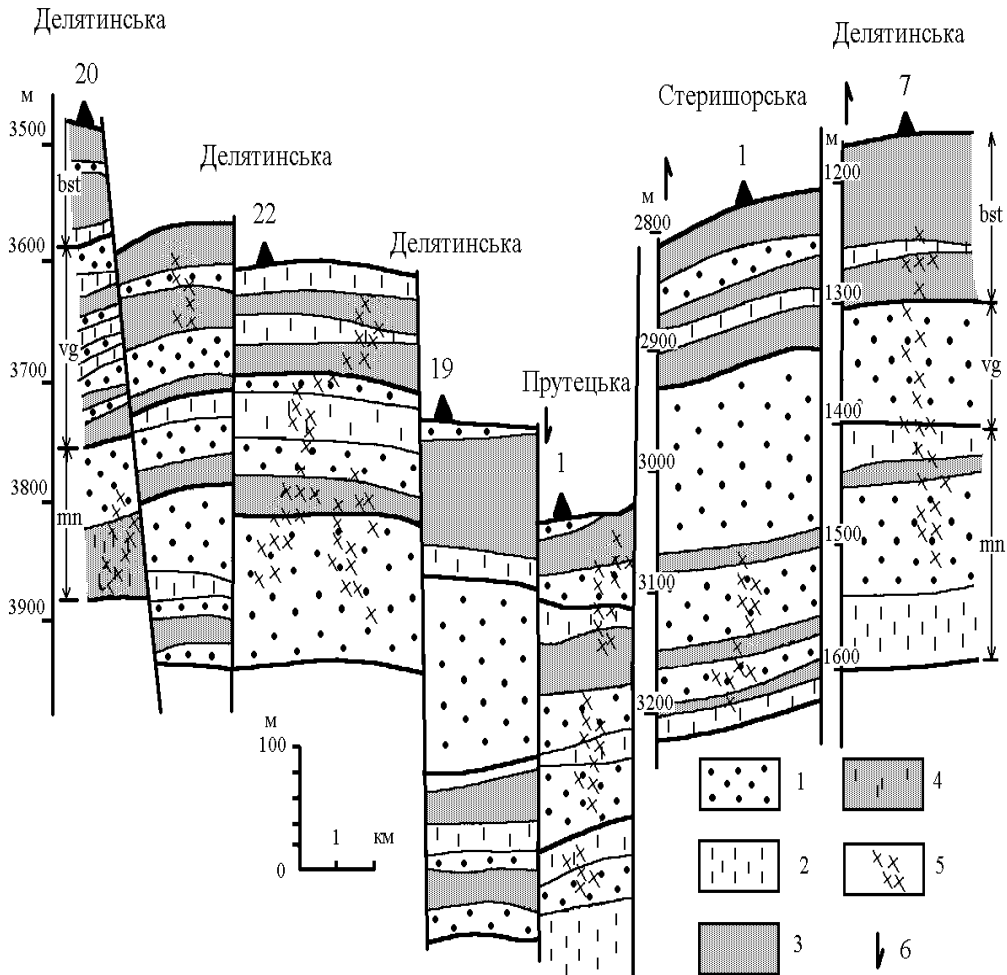
Характер латеральної літологічної мінливості та особливості літологічної будови розрізів еоценових відкладів в межах досліджуваної ділянки спричинив виразну блокову специфіку розвитку природних колекторів вуглеводнів та резервуарів (рис.3).

У блоці свердловини 20-Делятинська верхня частина еоценових відкладів (фактично об'єм всієї бистрицької світи) являє собою потужну флюїдоупорну пачку (товщина до 70 м). Нижче розвинутий потужний резервуар, складений чергуванням горизонтів тріщинних (потужність 10-20 м) та порових (потужність (10-15 м) порід-колекторів. Нижній нафтогазоносний комплекс представлений флюїдоупором (низи вигодської світи) потужністю близько 40 м, який перекиває потужний резервуар, головним чином, порових природних колекторів (потужність близько 60-70 м), які підстеляються флюїдоупорною товщею, що в певною мірою втратила свої властивості внаслідок розвитку трьох горизонтів субгоризонтальної тріщинуватості, а також субвертикальної тріщинної зони висотою близько 100 м.

Товща порід блоку між свердловинами 20 та 22-Делятинська (рис.3) складається з п'яти резервуарів. Верхній (перший) – представлений потужним екрануючим горизонтом (30-35 м) та пачкою порових порід-колекторів потужністю 10-20 м. Слід зазначити, що флюїдоупори верхів еоцену (рис.3) дещо “порушені” зоною тріщинуватості довжиною понад 60 м, яка може сприяти гідродинамічній спільності верхнього та середнього резервуарів. Нижче (другий) розвинутий потужний нафтогазоносний комплекс, флюїдоупорна пачка якого (40-50 м) екранує потужний (до 35 м) горизонт порових колекторів, що підстеляються малопотужним (до 10 м) флюїдоупорним горизонтом. Останній перекиває резервуар (третій) потужністю 50-60 м, складений у верхній частині колекторами тріщинного, а в нижній – порового типу. Потужний резервуар (четвертий) в об'ємі вигодської та частини манявської світ екранується флюїдоупорним комплексом товщиною до 30-35 м. Резервуар складений, головним чином, колекторами порового типу з горизонтом тріщинних колекторів в нижній частині. В низах манявської світи спостерігається резервуар (п'ятий) представлений флюїдоупором потужністю до 35 м та горизонтом порових колекторів незначної товщини.

Товща порід блоку свердловини 22-Делятинська відрізняється інтенсивним розвитком декількох субвертикальних зон тріщинуватості, які охоплюють еоценові відклади фактично по всій товщині (рис.3). Крім того, характерною рисою цієї ділянки є розвиток в верхах еоцену (бистрицька, вигодська світи) порід-колекторів, головним чином, тріщинного типу, які утворюють два резервуари. Втім останні, завдяки наявності зони субвертикальної тріщинуватості, гідродинамічно поєднані. Такі ж зони прогноуються і в межах манявського резервуара, у зв'язку з чим останні об'єднуються в одну систему з верхніми.

Товща порід блоку свердловини 19-Делятинська характеризується розвитком потужного резервуара в об'ємі бистрицької, вигодської та частини манявської світ. Він екранується потужними (до 100-110 м) флюїдоупорними нашаруваннями і складений (у верхній частині) тріщинуватими породами-колекторами (товщиною до 30 м) та потужною пачкою (до 160 м) порід-



1 – поровий колектор; 2 – тріщинний колектор; 3 – флюїдоупор; 4 – флюїдоупор з тріщинами; 5 – субвертикальна зона тріщинуватості.

Рис. 3 Модель будови резервуарів і розвитку колекторів еоценових відкладів.
Площа Делятинська

колекторів порового типу. Вигодські відклади формують два резервуари: верхній – складений зазвичай, тріщинними породами-колекторами, а нижній – поровими.

Товща порід блоку свердловини 1-Пругецька представлена, практично, двома резервуарами. Верхній екранується флюїдоупором потужністю до 50 м, і складений в верхній частині пачкою порових порід-колекторів, а в нижній – породами-колекторами тріщинного типу. В його межах прогнозується зона субвертикальної тріщинуватості на всю товщину резервуара. Нижній резервуар складається з трьох горизонтів (потужністю 30-60 м) порових та трьох горизонтів (товщиною 10-35м) тріщинно-порових порід-колекторів. В його центральній частині розвинута субвертикальна зона тріщинуватості довжиною понад 150 м.

У блоці породної товщі свердловини 1-Стеришорська в об'ємі бистрицької світи наявні два малопотужні резервуари: верхній з поровими, нижній – з тріщинними породами-колекторами. Решта еоценової товщі представляє собою фактично єдиний резервуар, екранований флюїдоупорними пачками потужністю близько 40 м і складений, переважно, природними колекторами порового типу. Незначної потужності екрануючі пачки у манявській світі формують

субрезервуари, які об'єднуються в єдину систему за рахунок розвитку субвертикальної зони тріщинуватості.

Товща порід блоку свердловини 7-Делятинська відрізняється розвитком субвертикальної зони тріщинуватості по всій товщі еоцену, яка представляє тут практично єдиний резервуар, екранований потужним флюїдоупорним комплексом бистрицької світи (до 140-150 м) і складений двома пачками порід-колекторів порового типу (по 100 м), а також двома горизонтами тріщинних колекторів потужністю 20 і 60 м.

Таким чином, характер розвитку порід-колекторів різного типу та резервуарів в еоценових відкладах Делятинської площі має виразну блокову специфіку. Блоки відрізняються як кількістю, так і об'ємами резервуарів, а також їх внутрішньою будовою, тобто характером поширення порід-колекторів (однокомпонентним або змішаним).

Еоценові відклади блоків свердловин 7, 22-Делятинська та 1-Прутєцька відрізняються розвитком доволі потужних субвертикальних зон тріщинуватості, у зв'язку з чим резервуари бистрицької, вигодської та манявської світ об'єднуються в одну флюїдодинамічну систему. Загалом резервуари набувають мозаїчної будови, коли відносно менш проникні порові породи-колектори облямовуються високопроникними зонами тріщинуватості. Такі особливості структури резервуарів потребують певної технології їх розкриття. Зокрема, при пластових випробуваннях та експлуатаційних роботах не слід допускати занадто високих перепадів тисків (депресія на пласт), щоб не підтягнути по тріщинній зоні підшовні води. А при вторинних методах експлуатації (законтурне чи внутрішньоконтурне заводнення) треба враховувати велику проникність міжблокових зон, які можуть обводнитися першими, що перешкодить вилученню продукції з матриці порового колектора.

Резервуари еоценових відкладів у блоках свердловин 19, 20-Делятинська, 1-Стеришорська відрізняються більш однорідною будовою та їхньою флюїдодинамічною ізольованістю один від одного.

Отже, кожний об'єкт потребує індивідуального підходу при проведенні випробувальних та видобувних робіт.

УДК 551.763:553.981 (477.8)

НЕОДНОРІДНІСТЬ БУДОВИ ПАЛЕОГЕНОВОГО КОМПЛЕКСУ ПОРІД ЛОХТОНУ ЗОВНІШНІХ КАРПАТ І ЇЇ ВПЛИВ НА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Р.М.Окрепкий¹, О.С.Щербач², [Л.В.Кілін]

¹*ВАТ "Укрнафта", Україна, 04655, Київ-53, Несторівський провул., 3-5*

²*ІГГГК НАН України та НАК "Нафтогаз України", Україна, 79053,*

Львів-53, вул.Наукова, 3а. E-mail: igggk@ah.ipm.lwiw.ua.

Приведенные в статье материалы дают основание утверждать, что неоднородность в структуре палеогенового комплекса объясняется разной географией распространения его отдельных составных частей – свет и подсвет, изменением их состава, т.е. литофациальными замещениями в пространстве и времени, а также характером напластования пород, горизонтов и величиной их мощностей.

Materials addused in the article allow to assert that paleogene system heterogeneity is explained by different in suites and subsuites distribution, changes in its composition, in particular space-temporal lithofacies substitutions, character of bedding and horisons thickness.

Нафтогазоносність Зовнішніх Карпат пов'язана головним чином з теригенними колекторами палеогенових алохтонних відкладів Внутрішньої зони. Це переважно середньо-, крупнозернисті пісковики і алевроліти, що характеризуються значною неоднорідністю будови, від якої в свою чергу залежить зв'язок між окремими ділянками і пластами нафтових і газових родовищ (тобто нафтогазоносність цих відкладів).

Розрізняти необхідно неоднорідність, пов'язану з фізичними властивостями порід-колекторів нафти і газу (зміна гранулометричного складу, пористості, тріщинуватості, нафтогазонасиченості) та неоднорідність, пов'язану з геологічною будовою нафтогазоносних товщ (наявність тектонічних